

## 6 Comentários Finais

As curvas de permeabilidade relativa de emulsão e óleo foram medidas para diferentes concentrações de fase dispersa (óleo), tamanho de gota e número de capilaridade e foram comparadas com as curvas de solução salina e óleo. Em todos os casos, as curvas apresentaram uma menor saturação residual de óleo com a emulsão. A mobilidade do óleo também apresentou melhoras, tendo o seu melhor resultado com a emulsão de maior concentração, maior tamanho de gota e maior Ca. Já a mobilidade da solução salina foi menor em todos os casos, comparada com as curvas de solução salina e óleo. Desta forma, a razão de mobilidade é reduzida o que proporciona um aumento da eficiência de varrido do método. A Tabela 28 apresenta, de forma resumida, alguns dos principais resultados encontrados neste trabalho.

Valores usualmente mais baixos de saturação conata de solução salina e valores mais altos de saturação residual de óleo encontrados em praticamente todas as curvas são explicados pela alta razão de viscosidade dos fluidos ( $\mu_o/\mu_w$ ).

Um dado que mostra claramente a redução de permeabilidade do fluido deslocante é o diferencial de pressão medido no último ponto de cada curva, quando somente este fluido (emulsão ou solução salina) é injetado. Este valor, que também está na Tabela 28, sempre foi maior nas curvas de emulsão. Um detalhe interessante é que este valor é maior para a emulsão de menor tamanho de gota. Isto pode ser explicado pela saturação de óleo, que é maior com menores tamanhos de gota, ou seja, o óleo dificulta o escoamento da fase deslocante, que requer um maior diferencial de pressão para escoar.

**Tabela 28** Tabela-resumo com alguns resultados

	Ca	S <sub>wc</sub> (%)	S <sub>or</sub> (%)	Óleo deslocado ao final do experimento (%)	Diferencial de pressão no último ponto (psi)
Solução Salina	6,1 x 10 <sup>-7</sup>	9,70	65,52	27,4	1,44
Emulsão 3% d[0,9] = 37,8 μm		9,70	58,80	34,9	2,90
Emulsão 1,5% d[0,9] = 53,1 μm		13,49	-	-	-
Emulsão 3% d[0,9] = 231,3 μm		10,24	44,87	50,0	2,59
Solução Salina	1,2 x 10 <sup>-7</sup>	19,67	57,96	27,8	0,37
Emulsão 3% d[0,9] = 43,7 μm		18,97	53,35	34,2	1,01
Emulsão 3% d[0,9] = 357,3 μm		23,81	49,81	34,6	0,77

Os resultados apresentados neste trabalho evidenciam o bloqueio dos caminhos preferenciais do meio poroso pelas gotas de óleo presentes na emulsão, provocando um aumento da região atingida pelo fluido deslocante e, conseqüentemente, deslocando um maior volume de óleo.

O comportamento do diferencial de pressão quando a emulsão foi injetada também dá indícios deste bloqueio. A grande oscilação da pressão quando o escoamento já se encontrava em regime permanente mostra que as gotas bloqueiam os poros e se deformam até conseguirem prosseguir. Enquanto algumas gotas (as menores) se deformam e são produzidas, outras (as de tamanho médio) acabam sendo presas em outros poros podendo ou não ser produzidas e ainda existem algumas (as maiores) que não chegam nem a se deformar suficientemente para escoar pelo poro.

Diferentemente do que era esperado, a redução do Ca não modificou significativamente as curvas. Ainda assim apresentou resultados melhores que a injeção da própria solução salina. Talvez o valor do Ca no caso base já tenha sido baixo suficiente para apresentar os benefícios de um número de capilaridade pequeno. Um possível aumento deste adimensional em relação ao caso base talvez não proporcione resultados positivos. É importante ressaltar que maiores Ca reduzem o efeito de bloqueio de poros (Figura 20). Vale lembrar

também que, em um dos trabalhos referenciados nesta dissertação (Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado, 2012), um número de capilaridade baixo era da ordem de  $10^{-5}$ , duas ordens de grandeza maior que os valores usados neste trabalho, e o efeito de bloqueio já pôde ser verificado.

Outro motivo que pode justificar este resultado inesperado é que, com a redução do Ca, ao se injetar solução salina, emulsões podem ter sido criadas dentro do meio poroso e provocado o bloqueio. Logo, a curva de solução salina e óleo para a amostra 2 já estaria representando os efeitos de uma emulsão com baixa concentração e pequeno tamanho de gota. Alguns trabalhos (Miranda, 2010) indicam a formação de emulsão no escoamento multifásico em meios porosos. Um sinal de que já poderiam existir emulsões na injeção de solução salina é o comportamento oscilatório da pressão durante a medida da curva de permeabilidade relativa (Figura 58).

Com base nas curvas de permeabilidade relativa medidas, simulações foram realizadas em um *software* comercial amplamente utilizado pela indústria a fim de observar os efeitos da injeção de emulsões O-W como um método de recuperação avançada (EOR). Foram simuladas a injeção contínua de água e a injeção contínua de emulsão utilizando, respectivamente, as curvas medidas para o caso base e para a emulsão com 3% de óleo e  $d[0,9] = 231,3 \mu\text{m}$ . Conforme esperado, o fator de recuperação de óleo aumentou consideravelmente. Isto mostra que, de fato, a mobilidade do óleo aumentou e que, possuindo uma razão de mobilidade mais favorável, a eficiência de recuperação da injeção de emulsão é maior que a da injeção de água. Além do mais, a RAO é menor na injeção de emulsão. Isto mostra também que a mobilidade do fluido deslocante é menor. Estas simulações, apesar de serem casos simples, mostram a capacidade e o potencial da injeção de emulsões com um método de recuperação avançada.

Juntamente com alguns trabalhos referenciados ao longo desta dissertação, os resultados obtidos indicam um futuro promissor para a injeção de emulsões como um método de recuperação avançada (EOR). Este trabalho mostrou que a injeção de emulsão leva a uma razão de mobilidade mais favorável do que a injeção de água salina (salmoura). Desta forma, desde que economicamente viável, é preferível injetar emulsões O-W ou, pelo menos, uma combinação dos dois fluidos do que a simples injeção de água. Ou seja, este método é uma complementação à injeção de água podendo ser usado como um método de recuperação avançada.

Em campos maduros, os poços produzem, juntamente com o óleo, uma grande quantidade de água (alta RAO). Gotas de óleo são naturalmente dispersas nesta água produzida. Desta forma, uma alternativa interessante, sob vários aspectos, seria a injeção desta água. Assim, um grande problema enfrentado pela indústria – o gerenciamento da água produzida – poderia ser resolvido e, ainda, uma maior quantidade de óleo seria recuperada. Para isso, seria apenas necessária uma forma de controlar o tamanho de gota na própria plataforma.

Ainda assim, muito desenvolvimento e pesquisa são necessários para se obter um melhor conhecimento do método antes testá-lo em um projeto piloto. Muitos trabalhos devem ser realizados futuramente. Algumas recomendações seriam:

- a medição das curvas de permeabilidade relativa do escoamento de emulsão e óleo com variação em diferentes parâmetros, como razão de viscosidade (óleo/emulsão), permeabilidade absoluta e número de Capilaridade (com valores maiores dos que os usados neste trabalho), verificando este último efeito de forma mais clara;
- realização de experimentos de produção de óleo por injeção (alternada) de emulsão nas mesmas rochas utilizadas neste trabalho (Bentheimer);
- avaliar experimentalmente a injeção alternada de emulsão com diferentes concentrações de óleo e verificar qual é capaz de maximizar o fator de recuperação de óleo
- a utilização destas curvas em simuladores numéricos de forma a confirmar o potencial das emulsões para diferentes configurações de produção;
- avaliar numericamente a injeção alternada água/emulsão variando parâmetros como razão de volume injetado dos fluidos e números de bancos de emulsão injetados;
- avaliar numericamente qual é o melhor momento para se iniciar a injeção de emulsões;
- avaliar experimentalmente a injeção de emulsão em uma amostra de rocha em uma malha de  $\frac{1}{4}$  de 5-spot;
- avaliar uma forma adequada de controle do tamanho de gota da emulsão;
- avaliar os aspectos econômicos e geomecânicos do método.

Uma questão importante que também deve ser analisada é a injetividade do poço injetor. Conforme foi visto neste trabalho, a injeção de emulsões provoca um aumento do diferencial de pressão. Isto pode ser um ponto negativo da injeção de emulsão: o aumento da pressão de fundo de poço e, conseqüentemente a redução da injetividade do poço. Caso a vazão de injeção seja mantida, um aumento de pressão no reservatório poderia provocar uma fratura na rocha (que pode não ser benéfica). Além do mais, poderia provocar danos nos equipamentos. Mesmo assim, tal desvantagem pode ser facilmente administrada. Este aumento de pressão deve ser controlado, provavelmente com a redução da vazão. Reduzindo a vazão, o número de Capilaridade também será reduzido. Isto, teoricamente, poderá tornar mais intenso o efeito de bloqueio dos poros pelas gotas de óleo. Todavia, estas questões envolvendo Ca e aspectos geomecânicos ainda devem ser entendidas, conforme as sugestões apresentadas.

Com os trabalhos recomendados, será possível analisar de forma mais detalhada um projeto de injeção alternada de emulsões O-W como um método de recuperação avançada. Idealmente, tal projeto será capaz de reaproveitar a água produzida (emulsão O-W) na qual as gotas de óleo teriam o tamanho desejado (que pode ser obtido através de um tratamento) para que, ao reinjetar esta água, o bloqueio do caminho preferencial ocorra a uma distância pré-determinada do poço injetor (distância cujo bloqueio será capaz de maximizar a produção de óleo). Ao se injetar água novamente, outras regiões do reservatório serão atingidas, ou seja, a eficiência de varrido aumentará. Além disso, nos pontos que já eram atingidos anteriormente, mais óleo será recuperado, aumentando a eficiência de deslocamento.